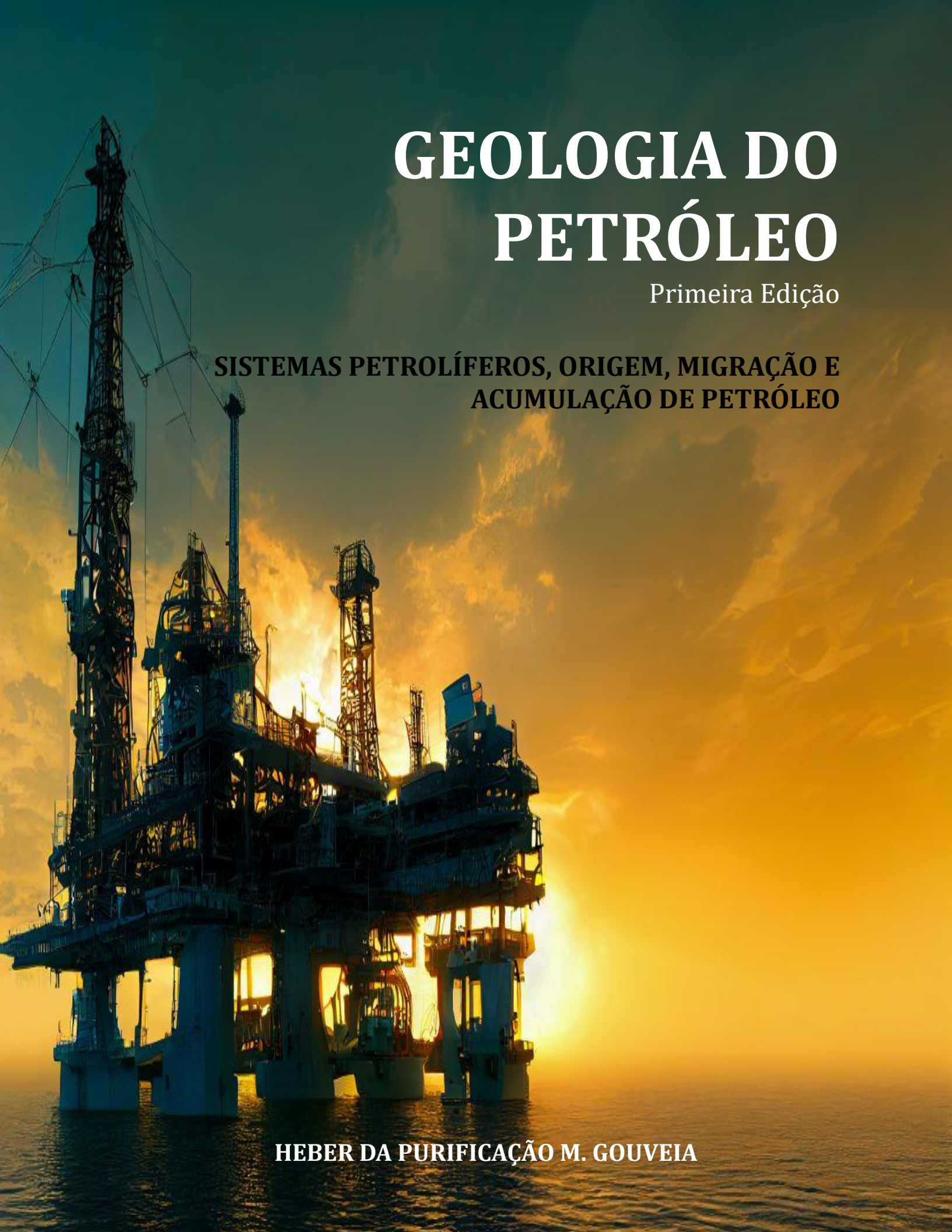


GEOLOGIA DO PETRÓLEO

Primeira Edição

SISTEMAS PETROLÍFEROS, ORIGEM, MIGRAÇÃO E ACUMULAÇÃO DE PETRÓLEO

HEBER DA PURIFICAÇÃO M. GOUVEIA

GEOLOGIA DO PETRÓLEO

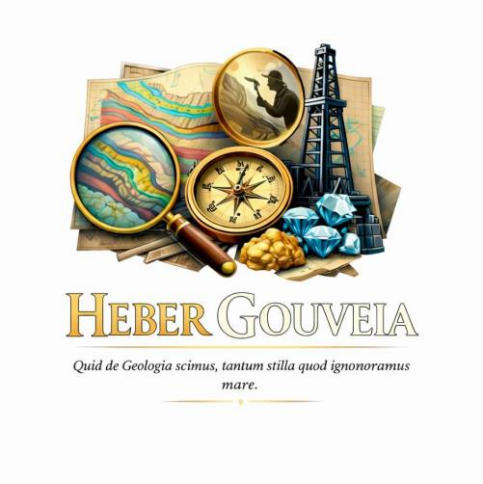
Primeira Edição

GEOLOGIA DO PETRÓLEO

SISTEMAS PETROLÍFEROS, ORIGEM, MIGRAÇÃO E ACUMULAÇÃO DE PETRÓLEO

HEBER DA PURIFICAÇÃO M. GOUVEIA

Luanda, 2026



GEOLOGIA DO PETRÓLEO
Sistemas Petrolíferos: Origem, Migração e Acumulação de Petróleo

Autor: *Heber da Purificação M. Gouveia*
Edição: *Primeira Edição*
Local de publicação: *Luanda – Angola*
Ano: *2026*

Todos os direitos reservados.
Autorizo a reprodução parcial ou completa desta obra para fins académicos ou científicos, podendo ser reproduzida ou transmitida por qualquer meio, eletrónico ou mecânico, incluindo fotocópia, gravação ou qualquer sistema de armazenamento de informação, desde que se site a fonte.

“O que sabemos sobre Geologia é apenas uma gota no Oceano do que não sabemos”

Heber Gouveia

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pela graça da vida, pela saúde e pela sabedoria que me concedeu para escrever este livro.

Como não poderia deixar de ser, agradeço à minha mãe, Antonica Quissanda Quende Muoca, pelo sacrifício, pela coragem e pela força que envolveram — e continuam a envolver — a formação deste pensador.

À minha querida namorada e futura esposa, P. Leandra B. de Azevedo, a quem muito amo e estimo, que desde o princípio soube da minha pretensão de escrever este livro. Mesmo não sendo da área da Geologia, esteve sempre ao meu lado, apoiando-me incondicionalmente em tudo de que precisei.

À minha querida irmã e segunda mãe, Yasmin Gouveia, por cuidar de mim, por me alimentar e por estar sempre presente nos momentos mais importantes da minha vida.

Ao meu professor de Geologia do Petróleo, Roberto Rosa, que, mesmo à distância e de forma virtual, com suas aulas no YouTube, saciou a minha fome de conhecimento. Foi ele a principal inspiração e uma das grandes razões que me impulsionaram a escrever esta obra.

Aos meus colegas e companheiros, José António da Fonseca, Domingos Renato Paulo e José Capuca Ecundi, por instigarem constantemente o meu pensamento crítico e desafiarem-me a ir além das fronteiras do conhecimento.

Por fim, agradeço a todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para que este livro se tornasse realidade. Que esta obra não seja apenas um conjunto de páginas, mas uma fonte de conhecimento, reflexão e inspiração para todos os que a lerem.

.

SUMÁRIO

1 GEOLOGIA DO PETRÓLEO 10
2 PETRÓLEO 10
2.1 Composição do Hidrocarboneto líquido (Petróleo) 11
2.2 Composição do Hidrocarboneto gasoso (Gás natural) 12
3 SISTEMA PETROLÍFERO 13
3.1 Formação do Petróleo 14
3.2 Classificação dos Sistemas Petrolíferos 14
3.3 Bacias Sedimentares Vs Sistemas Petrolíferos (Dinâmica) 14
S**istemas Petrolíferos do pós sal** 14
4 ROCHA GERADORA 15
4.1 Formação do Querogênio 16
1) Diagénese 16
2) Catagénese 16
3) Metagénese 16
4.2 Tipos de Maceral (querogênio identificável microscopicamente) 16
4.3 Classificação Quanto a Maturação da Máteria Orgânica 18
- R.imaturas 18
- R.Maturas 18
- R.Senil 18

4.4 Factores que controlam a preservação da Máteria Orgânica 18
4.5 Principais Ambientes anoxidos para a geração de Hidrocarboneto 18
5 GEOQUÍMICA DO PETRÓLEO 19
5.1 Geoquímica do Petróleo 19
5.2 Tipos De Amostras Utilizadas 19
5.3 Parâmetros Obtidos para Caracterizar a Geoquímica do Petróleo em análises Laboratoriais 19

5.4 A Pirólise Rock-Eval 20
5.4.1 Principais Parâmetros e Resultados 20
5.5 Classificação do Querogênio 21
5.6 Refletância Da Vitrinita 23
5.7 Indice de Coloração do Esporo (ICE) 23
5.8 Biomarcadores 23
5.8.1 Tipos de Biomarcadores (Pristano e Fitano) 24
6 MIGRAÇÃO DO PETRÓLEO 25
6.1 Tipos de Migração 25
6.1.1 Migração Primária do Hidrocarboneto 25
6.1.2 Migração Secundária do Hidrocarboneto 25
6.1.3 Remigração do Hidrocarboneto 26
7 ROCHA RESERVATÓRIO 27
7.1 Porosidade e permeabilidade 27
7.1.1 Métodos de Obtenção da Porosidade 27
7.1.2 Tipos de Porosidade 27
7.2 Permeabilidade 28
7.3 Abundância Dos Tipos De Rochas Reservatórias 28
7.4 Tipos de Reservatórios 29
8 ROCHA SELANTE- CAP ROCK 30
8.1 Classificação de armadilhas 31
8.1.1 Armadilhas estruturais 31
8.2 Armadilhas Estratigráficas 32
8.3 Domos de sal 33
8.4 Armadilhas Hidrodinâmicas 33
8.5 Armadilhas Combinadas 33
9 BACIA SEDIMENTAR 34
9.1 Métodos de formação 34
9.2 Tipos de bacias sedimentares 34
9.3 Diferença entre Bacias sin e pós-deposicionais 36

9.4 Classificação Geomorfológica das Bacias sedimentares 38
9.5 Distribuição de Hidrocarbonetos dentro da Bacia (Princípio de Gussow) 39
MAPA DAS PRINCIPAIS BACIAS SEDIMENTARES DE ANGOLA..... 40
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... 41

1 GEOLOGIA DO PETRÓLEO

A Geologia do Petróleo é a área da Geologia que se encarrega do estudo da origem, ocorrência, movimento, acumulação e exploração de hidrocarbonetos. Refere-se ao conjunto específico de disciplinas geológicas que são aplicadas à busca por hidrocarbonetos (exploração petrolífera).

Neste livro, exploraremos os fundamentos da geologia do petróleo e o papel que ela desempenha na indústria do petróleo. Da origem do petróleo à geologia da acomulação do mesmo, vamos nos aprofundar nos vários aspectos desse fascinante campo e entender porque ele é essencial para o setor de energia. Então, aperte os cintos e vamos embarcar nessa emocionante jornada pelo mundo da geologia do petróleo.

2 PETRÓLEO

O petróleo é uma mistura complexa de hidrocarbonetos e quantidades variáveis de não-hidrocarbonetos.

Hidrocarbonetos são compostos orgânicos formados exclusivamente por carbono (C) e hidrogénio (H). Podem ocorrer em três estados físicos principais: gasoso (metano), líquido (frações líquidas leves e médias) e sólido (betume natural).

Quando a fração líquida de hidrocarbonetos ocorre naturalmente em reservatórios geológicos, é denominada óleo ou óleo cru. O termo condensado refere-se à fração de hidrocarbonetos leves que ocorre como gás no reservatório, sob condições de alta pressão e temperatura, e que se condensa em líquido quando submetida às condições de superfície.

Já o termo “gás natural” refere-se à fração de hidrocarbonetos que ocorre predominantemente no estado gasoso em condições naturais de reservatório, podendo estar associada ao óleo ou ocorrer de forma independente.

Outra forma de ocorrência dos hidrocarbonetos são os hidratos de gás, estruturas cristalinas formadas por água e moléculas de gás (principalmente metano), que se desenvolvem sob condições específicas de pressão e temperatura, sendo mais comuns em regiões polares e em ambientes marinhos profundos.

No sentido estrito, petróleo refere-se à fração líquida natural de hidrocarbonetos acumulada em reservatórios geológicos. Contudo, no uso comum da indústria, o termo é frequentemente empregado como sinónimo de hidrocarbonetos em geral.

2.1 Composição do Hidrocarboneto líquido (Petróleo)

O petróleo contém centenas de compostos diferentes. Estudos realizados em amostras de óleo do campo de Ponca City (Oklahoma, EUA) foram identificados cerca de 350 hidrocarbonetos, 200 compostos de enxofre, além de diversos não-hidrocarbonetos.

Em termos elementares, o petróleo é composto essencialmente por carbono (80 à 90% em peso), hidrogênio (10 à 15%), enxofre (até 5%), oxigênio (até 4%), nitrogênio (até 2%) e traços de outros elementos (ex: níquel, vanádio, etc). A composição do petróleo é geralmente descrita em termos da proporção de hidrocarbonetos saturados, hidrocarbonetos aromáticos e não-hidrocarbonetos.

Os hidrocarbonetos saturados, compostos de C e H unidos por ligações simples, incluem os alcanos normais (parafinas normais ou n-alcanos), os isoalcanos (isoparafinas ou alcanos ramificados) e os cicloalcanos (alcanos cíclicos ou naftenos). Os n-alcanos com menos de 5 átomos de carbono (metano, etano,propano e butano) ocorrem sob a forma de gás em condições normais de pressão e temperatura, enquanto aqueles de 5 à 15 átomos de carbono são líquidos e os com mais de 15 átomos de carbono variam de líquidos viscosos a sólidos. A maior parte dos alcanos normais presentes no petróleo possuem até 40 átomos de carbono.

Os isoalcanos estão presentes pricipalmente com compostos de até 10 átomos de carbono, embora ocorram com até 25 átomos. Os cicloalcanos podem apresentar até 6 anéis de carbono, cada qual com 5 ou 6 átomos de carbono. Iso- e cicloalcanos ocorrem principalmente no estado líquido.

Os hidrocarbonetos aromáticos são compostos que apresentam anel aromático (benzeno) e ocorrem predominantemente na fração líquida do petróleo. Podem apresentar mais de um anel aromático, como os naftalenos (2 anéis) e os fenantrenos (3 anéis). O tolueno, com apenas um núcleo benzênico, é o composto aromático mais comum no petróleo, seguido pelo xileno e o benzeno.

Finalmente, os não-hidrocabonetos são compostos que contém outros elementos, além do carbono e hidrogênio, denominados de heteroátomos. Como os elementos nitrogênio, enxofre e oxigênio são os heteroátomos mais comuns, esses compostos são geralmente conhecidos como NSO. Também é comum a ocorrência de metais (especialmente níquel e vanádio) associados á matéria orgânica em compostos denominados de organometálicos.

As resinas e asfaltenos são compostos NSO de alto peso molecular, pouco solúveis em solventes orgânicos. Sua estrutura básica consiste de camadas de compostos poliaromáticos condensados, empilhadas sob a forma de agregados.

A proporção de resinas e, principalmente, de asfaltenos no petróleo é diretamente proporcional a sua viscosidade.

Existem basicamente dois tipos de classificações de óleos. Aquelas propostas por engenheiros que baseiam-se na composição e propriedades físico-químicas do óleo (densidade, viscosidade, etc) e são voltadas para as áreas de produção e refino. Já as classificações propostas por geólogos dão ênfase à composição, sendo voltadas para a origem e evolução do petróleo.

Dentre as classificações de caráter geológico, uma das mais usadas é a proposta por Tissot & Welte (1978) que divide os óleos em seis tipos: parafínicos, parafínico-naftênicos, naftênicos, aromáticos intermediários, aromático asfálticos e aromático-naftênicos. A composição de cada tipo reflete a origem, o grau de evolução térmica e os processos de alteração a que o petróleo foi submetido.

Embora muitas vezes se compare óleos leves ou pesados diretamente com a densidade da água, a classificação industrial utiliza o grau API, uma medida padronizada que expressa a densidade do petróleo em relação à água, indicando de forma quantitativa se um óleo é leve, médio ou pesado.

2.2 Composição do Hidrocarboneto gasoso (Gás natural)

Os gases naturais, por sua vez, são classificados como gás seco ou úmido. O gás seco é composto essencialmente por metano, enquanto no gás úmido estão presentes também etano, propano e butano em proporções variáveis. Além dos hidrocarbonetos, outros compostos gasosos podem estar associados, como o dióxido de carbono (CO_2), gás sulfídrico (H_2S), e mais raramente, Hélio (He) e hidrogênio (H). O gás não-associado é aquele que ocorre sozinho no reservatório, e o gás associado ocorre junto com o o óleo.

3 SISTEMA PETROLÍFERO

Sistemas petrolíferos são modelos geológicos que unem todos os elementos e processos necessários para a formação, migração e acumulação de petróleo e gás natural no subsolo. De forma mais concisa podemos definir os Sistemas Petrolíferos como sendo a relação entre a cozinha de geração do hidrocarboneto,a migração e a acumulação do hidrocarboneto.

O Sistema Petrolífero é constituído por:

1) Rocha Fonte Madura

- Máteria Orgânica: em quantidade e qualidade. -Evolução Térmica: foi submetida a altas temperaturas.
- Tipos de Rochas Geradoras: xistos, margas e calcilutitos.

2) Rocha Transportadora/Caminho de Migração - Permeáveis (toda a rocha ou camada que serve de "estrada" para o petróleo migrar da rocha geradora para a rocha reservatório).

- Tipos: Arenitos e Carbonatos porosos.

3) Rocha Reservatório - Rochas Porosas e Permeáveis Capazes de Conter e transmitir fluidos

- Capeadas e Trapeadas.

4) Rocha Selante (Label) - Evaporitos (sal)

- Baixa permeabilidade.
- Fazem Parte da armadilha.

5) Armadilhas

- São estruturas ou configurações geológicas no subsolo (como falhas e dobras), constituídas por uma rocha reservatório porosa e permeável, coberta por uma rocha selante impermeável, que impede a migração ascendente dos hidrocarbonetos, permitindo a sua acumulação.

3.1 Formação do Petróleo

Em suma, o petróleo é formado do seguinte modo:

Reacções termoquímicas--->Máteria Orgânica---> Querogênio --->Hidrocarboneto

A Maturação térmica é o processo através do qual a matéria orgânica (querogênio) presente na rocha reservatório é submetida a altas temperaturas e pressões ao longo dos tempos geológicos dando origem ao hidrocarboneto. Onde o tipo de matéria orgânica presente nessa bacia sedimentar será responsável por dizer que tipo de hidrocarboneto se formará (óleo ou gás) e suas respectivas quantidades. mais a frente, falaremos de forma mais detalhada deste processo.

3.2 Classificação dos Sistemas Petrolíferos

Os Sistemas petrolíferos podem ser definidos em três (3) tipos.

1- Conhecidos: há correlação entre a rocha geradora e acumulação de hidrocarboneto.

2- Hipotéticos: Não há correlação entre a rocha geradora e a acumulação de hidrocarboneto, embora ambas estejam identificadas.

3- Especulativos: Supõem-se que haja acumulação de hidrocarboneto e rochas geradoras, com base apenas em evidências geológicas.

3.3 Bacias Sedimentares Vs Sistemas Petrolíferos (Dinâmica)

Dentro da dinâmica dos sistemas petrolíferos, de acordo a posição estratigráfica das camadas de sal (evaporitos), os sistemas petrolíferos podem ser classificados em: sistemas petrolíferos do pós sal e sistemas petrolíferos do pré sal.

S**istemas Petrolíferos do pós sal:** O hidrocarboneto migra a cima da camada de sal através das Janelas de Sal.

Sistemas Petrolíferos do pré sal: O hidrocarboneto não migra para acima da camada de sal pela inexistência de Janelas de Sal, e a perfuração é feita deste modo.

4 ROCHA GERADORA

São rochas de granulação fina (folhelhos e calcários) cuja a matéria orgânica em certas condições termoquímicas adequadas podem se transformar em hidrocarboneto (oil and gas). Contém alto teor de carbono orgânico total (COT) e possui permeabilidade muito baixa.

Uma rocha geradora deve possuir matéria orgânica em quantidade e qualidade adequadas e estar submetida ao estágio de evolução térmica necessário para a transformação (ou degradação térmica) do querogênio em hidrocarbonetos. É aceito de modo geral, que uma rocha geradora deve conter um mínimo de 0,5 a 1,0% de teor de carbono orgânico total (COT). Os aspectos volumétricos da rocha geradora (espessura e extensão lateral) também não devem ser ignorados, pois uma rocha com quantidade e qualidade da matéria orgânica adequadas pode ser, por exemplo, muito delgada para gerar quantidades comerciais de hidrocarbonetos.

Os xistos são os tipos de rochas geradoras de hidrocarbonetos mais importantes no mundo.

A geração de hidrocarbonetos depende de quatros fatores principais:

1) Presença de matéria orgânica suficientemente rica para produzir hidrocarbonetos.
2) Temperatura adequada.
3) Tempo suficiente para que a rocha geradora atinja a maturação.
4) A pressão e a presença de bactérias e catalisadores também afetam a geração de hidrocarbonetos.

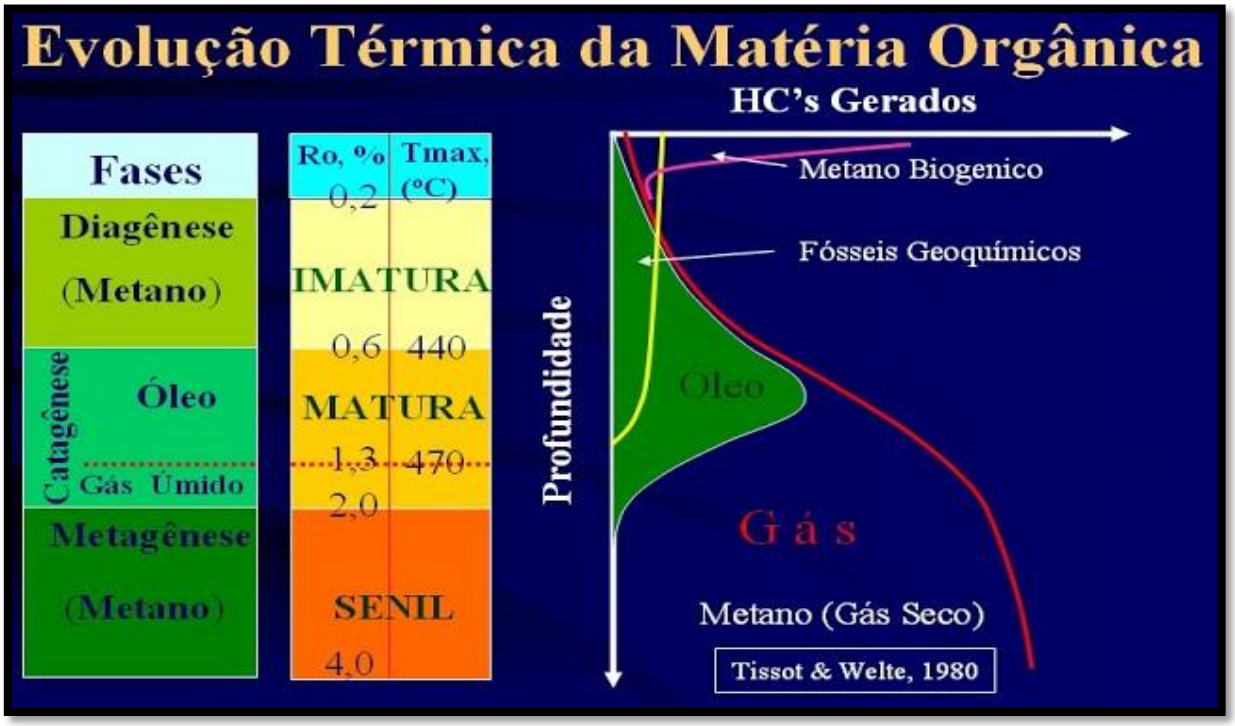
A matéria orgânica (em quantidade e qualidade) depositada com os sedimentos nas bacias sedimentares, é convertida por processos bioquímicos durante o soterramento em um polímero orgânico complexo denominado querogénio**,** contendo menores quantidades de nitrogênio e oxigênio do que a matéria orgânica original. este processo é acompanhado por remoção de água (h2o) e compactação dos sedimentos.

O querogênio é convertido em hidrocarboneto por craqueamento térmico (processo químico responsável pela quebra de moléculas maiores transformando-as em moléculas menores) a grandes temperaturas e pressões a altas profundidades (catagenese).

4.1 Formação do Querogênio

Existem três fases principais:

1) Diagénese: Querogênio imaturo (profundidade pouco profunda) /50°C.
2) Catagénese: Janelas de óleo maduro (maior profundidade)/250°C, dependendo da literatura.
3) Metagénese: Ao longo da janela do gás maduro />250°C a matéria orgânica é destruída e forma o gás metano e carbono residual (grafite).



4.2 Tipos de Maceral (querogênio identificável microscopicamente)

1) O grupo inertita consiste em restos carbonizados formados por oxidação rápida em condições aeróbicas (ambientes produtores de turfa). Baixas relações H/C e O/C.

- Baixas razões H/C e O/C
- Pode gerar gás seco, quase nunca forma petróleo.

2) A vitrinita é um tecido lenhoso preservado derivado de géis húmicos solidificados.

• Razão H/C moderado

• Pode gerar principalmente gás natural

3) Exinita inclui materiais ricos em lipídios derivados de folhas, esporos, pólen, algas, ceras vegetais, resinas, gorduras e óleos.

• Alta razão H/C.

• Excelente geradora de petróleo (óleo líquido) e também pode gerar gás em estágios avançados de maturação.

4) As liptinitas são derivadas principalmente de restos de algas e geralmente apresentam razões H/C mais altas que as exinitas.

• Razão H/C muito alta.

• Excelente geradora de petróleo.

• Pode gerar óleo pesado a leve,dependendo da maturação.

• Posteriormente gera gás.

Quanto menor a razão h/c, menor é o potencial do querogênio para formar petróleo e maior a tendência para gerar gás. quanto maior a razão h/c, maior é o potencial para gerar petróleo por terem suficiência de hidrogênio para formar cadeias longas (líquido).

Para que uma rocha geradora produza petróleo ou gás, não basta ter matéria orgânica. Ela precisa de: temperatura adequada, pressão adequada e tempo geológico suficiente. O fator tempo é fundamental porque as reações químicas que transformam o querogênio em hidrocarbonetos são lentas.

Mesmo que a temperatura seja ideal, se não houver tempo suficiente, a rocha não atinge a maturidade.

- Pouco tempo → querogénio imaturo → não gera petróleo.
- Tempo suficiente → entra na janela do petróleo → gera óleo.
- Mais tempo e mais maturação → entra na janela do gás → gera gás.

Ou seja, a maturação térmica depende de temperatura + tempo (história térmica da bacia).

4.3 Classificação Quanto a Maturação da Máteria Orgânica

- R.imaturas: condições termoquímicas inadequada para gerar hidrocarboneto
- R.Maturas: Condições termoquímicas adequadas para gerar quantidades substanciais de hidrocarboneto.
- R.Senil: Condições excessivas a geração de petróleo, maior condição para gerar gás.

4.4 Factores que controlam a preservação da Máteria Orgânica

O Principal factor que controla a preservação da matéria Orgânica é a quantidade de oxigênio.

Quanto menor a quantidade de oxigênio presente nos sedimentos, mais aptos esses sedimentos são para se tornarem potenciais rochas geradoras de hidrocarboneto. Por isso os sedimentos marinhos e lacustres são os mais aptos a se tornarem potencialmente rochas geradoras.

4.5 Principais Ambientes anoxidos para a geração de Hidrocarboneto

- Bacias Marinhas Restritas.
- Lagos com estratificação profundas.
- Zonas de Oxidação Mínima (Ambientes Deltaicos com soterramento rápido e Plataformas Marinhas com Alta Produtividade Orgânica).

5 GEOQUÍMICA DO PETRÓLEO

No capítulo anterior falamos sobre rochas geradoras, mas algo que não foi explicado é, como geólogos de petróleo sabem se uma rocha é geradora ou não? para respondermos a esta questão, nós teremos que recorrer a geoquímica do petróleo.

5.1 Geoquímica do Petróleo

A geoquímica do petróleo é um ramo da geoquímica orgânica que estuda a composição química, origem, migração e acúmulo de hidrocarbonetos. ela analisa amostras de rochas e fluidos para caracterizar o potencial gerador de rochas geradoras e rastrear o caminho do óleo, otimizando a exploração. É crucial para determinar a qualidade do petróleo e entender sua evolução.

Um dos principais objectivos da geoquímica do petróleo é caracterizar o potencial gerador de rochas geradoras (matéria orgânica) e monitorar rotas de migração, mapeando a correlação rocha geradora-óleo.

5.2 Tipos De Amostras Utilizadas

- Amostra de Calha (Cascalho).
- Amostra de Testemunho
- Amostra de Afloramentos

5.3 Parâmetros Obtidos para Caracterizar a Geoquímica do Petróleo em análises Laboratoriais

Quando falamos sobre parâmetros para Caracterizar a geoquímica do petróleo em análises laboratoriais, técnicas como pirólise Rock-Eval que medem parâmetros como Carbono Orgânico Total (COT), Índice de Hidrogênio (HI), Índice de Oxigênio (OI), S1, S2, S3 e a Tmáx), API e refletância da vitrinita.

5.4 A Pirólise Rock-Eval

A pirólise Rock-Eval é uma técnica geoquímica rápida e eficiente para avaliar o potencial de rochas geradoras de petróleo, medindo a quantidade, qualidade e maturidade da matéria orgânica.

A amostra é aquecida em estufa a 600°C durante 20 minutos , liberando hidrocarbonetos livres (S1), potenciais geradores (S2) e CO2 (S3), permitindo calcular índices como HI,OI e Tmáx.

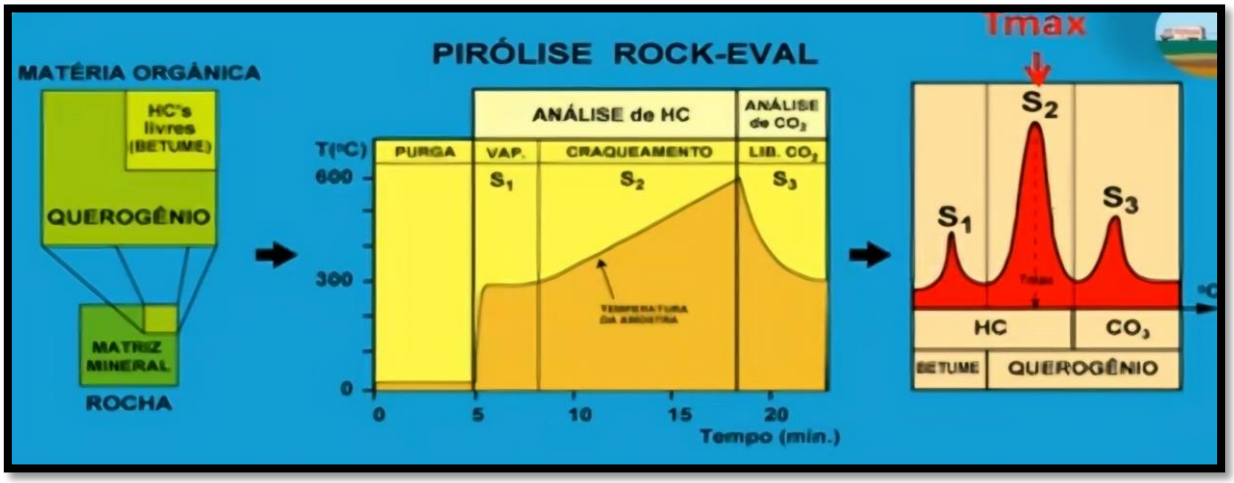
5.4.1 Principais Parâmetros e Resultados

S1 (Hidrocarbonetos livres): Representa o óleo/gás já gerado e existente na rocha.

S2 (Potencial de geração): Indica a quantidade de hidrocarbonetos que a matéria orgânica ainda pode gerar (mg HC/g Rocha).

S3 (CO3 liberado): Mede o CO3 gerado durante a pirólise, refletindo o teor de oxigênio do querogênio.

T.máx (Temperatura máxima): Define a maturidade térmica da matéria orgânica; valores mais altos indicam maior maturidade.

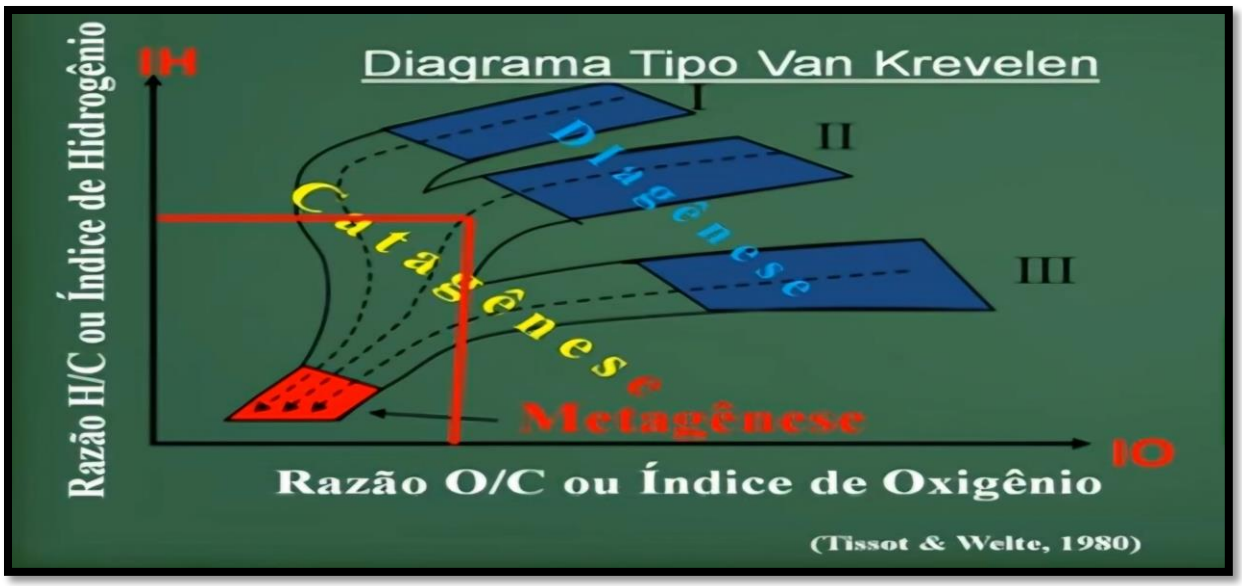


Análise do Carbono orgânico Total (COT): De máteria orgânica, é necessário no mínimo 1% COT (Folhelhos) e 0.5% COT (Calcilutitos), porém as Rochas Geradoras de maior interesse apresentam sempre COT>3%.

Através da Pirólise e do COT obtemos a qualidade da Máteria Orgânica, que é avaliada à partir dos índices de Hidrogênio (IH) e Índice de Oxigênio (IO) pelo diagrama de Van Krevelen.

- Diagênese (imatura).
- Catagênese (sendo formada).
- Metagênese (quase senil, queimada).

Quanto maior IH e menor o IO melhor a qualidade da Máteria Orgânica.



5.5 Classificação do Querogênio

O Querogênio é geralmente classificado em quatro tipos, com base nas relações H/C e O/C (diagrama de Van Krevelen):

O Querogénio tipo I (sapropélico): apresenta uma elevada relação H/C (atómica) (>1,25) e uma baixa relação O/C (atómica) (<0,15). É rico em lípidos, especialmente alifáticos de cadeia longa, e tem um elevado potencial gerador de petróleo. É derivado principalmente de restos de algas e bactérias, frequentemente depositados em ambientes aquáticos ou estuarinos.

Resumo: A matéria orgânica (querogênio) do tipo I ocorre em ambientes lagustres e marinhos e tem um elevado potencial gerador de hidrocarboneto (85% a 90%) de gerar petróleo.

O Querogênio tipo II (planctónico): o tipo mais comum, apresenta rácios H/C (<1,25) e O/C (<2,0) intermédios. É derivado principalmente de restos planctónicos e bacterianos depositados em ambientes marinhos (embora os restos de plantas superiores também possam contribuir). Devido à sua origem marinha, é frequentemente rico em enxofre. O seu teor em lípidos e potencial de geração de óleo são ligeiramente inferiores ao do querogénio Tipo I. Tende a produzir uma mistura de gás e óleo.

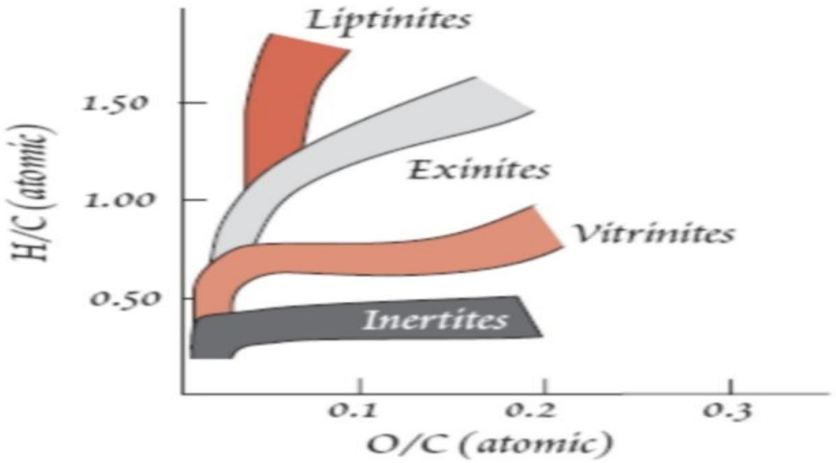
Resumo: Lacustre Marinho ou mista, potencial intermédio para gerar Petróleo e Gás (65% a 70%).

O Querogênio do Tipo III (Húmico): apresenta baixas relações H/C (<1) e elevadas relações O/C (<0,3). É rico em estruturas aromáticas e pobre em estruturas alifáticas. É formado principalmente a partir de restos de plantas vasculares. O seu potencial de geração de petróleo é baixo, mas pode ser uma fonte de gás (particularmente metano) e carvão.

Resumo: Lacustre Continental, baixo potencial gerador, mas pode gerar principalmente Gás (30% a 35%).

O Querogénio tipo IV (resíduo): apresenta uma baixa relação H/C (atómica) (<0,5) e uma baixa relação O/C (atómica) (<0,3). O querogénio tipo IV contém principalmente matéria orgânica decomposta sob a forma de hidrocarbonetos aromáticos policíclicos. Não têm potencial para produzir hidrocarbonetos.

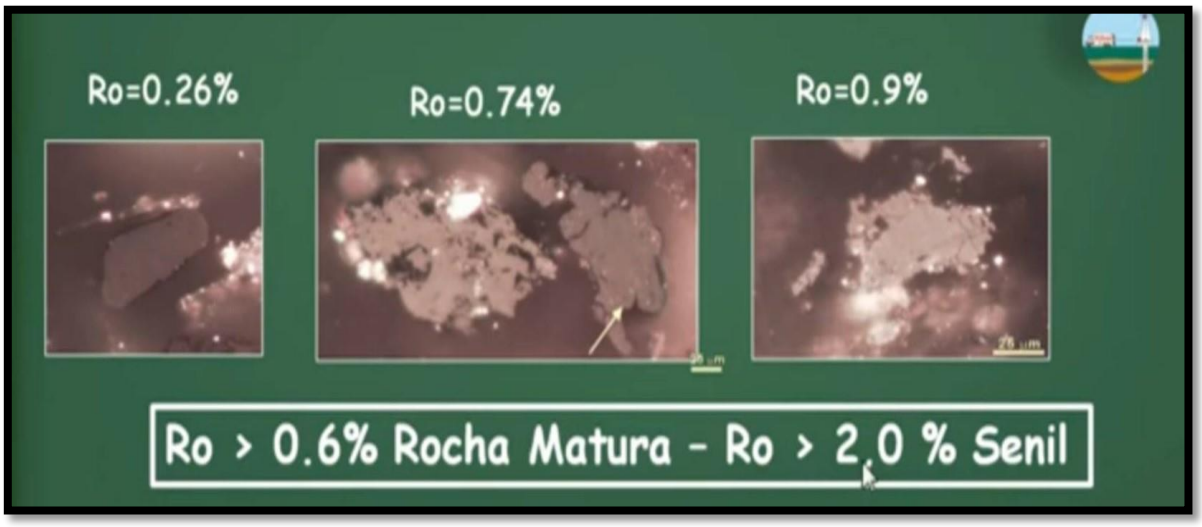
Resumo: Não tem qualquer potencial para gerar Hidrocarboneto.



5.6 Refletância Da Vitrinita

A reflectância da vitrinita é a percentagem de luz refletida (no microscópio) por macerais de vitrinita em rochas sedimentares, utilizada para medir a maturidade térmica da matéria orgânica. Fundamental na exploração de petróleo e carvão, ela indica a temperatura máxima atingida, correlacionando-se com a geração de hidrocarbonetos

- Se Ro <0.6%---> Rocha Imatura
- Se Ro >0.6%---> Rocha Matura
- Se Ro >2%-------> Rocha Senil



5.7 Indice de Coloração do Esporo (ICE)

Indice de Coloração do Esporo (ICE) avalia a maturação térmica de rochas.

- Se ICE< 4 Imaturo.
- Se ICE >4 Maturo.
- Se ICE >8 Senil.

5.8 Biomarcadores

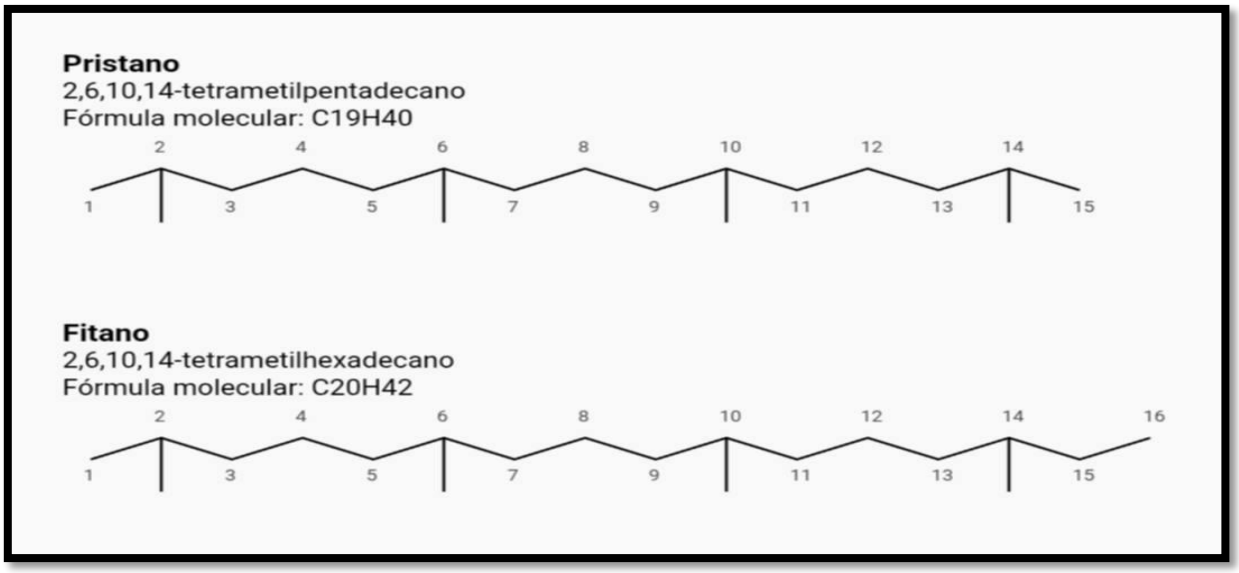
São fósseis Geoquímicos que guardam a estrutura da Máteria Orgânica. São altamente resistentes ao aumento da Temperatura e a Biodegradação.

Informações Geradas por Biomarcadores

- Origem da Máteria Orgânica (Marinha ou Continental).
- Estágio da Maturação Térmica.
- Rotas de Migração (Correlação Óleo/Óleo e Óleo/Rocha Geradora).

Nota: A Rota de migração permitirá estabelecer um paralelo entre óleos implicando ou não uma Rocha Geradora Comum a ambos (servem para identificar a Rocha geradora que gerou uma dada acumulação de Hidrocarboneto).

5.8.1 Tipos de Biomarcadores (Pristano e Fitano)



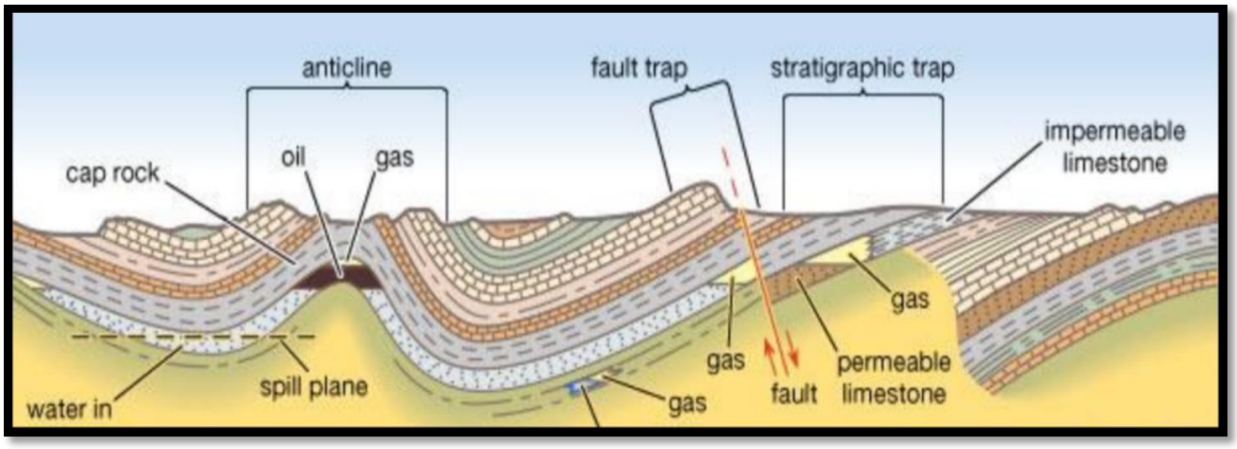
Pristano e fitano são hidrocarbonetos isoprenoides (alcanos ramificados) usados como biomarcadores na geoquímica orgânica para identificar fontes de petróleo, maturação e condições de deposição (oxigenadas ou anóxicas).

- Altas razões Pristano/Fitano indicam Rochas Geradoras com maior percentagem de Máteria Orgânica Terrestre.
- Baixas razões Pristano/Fitano indicam Rochas Geradoras com maior percentagem de Máteria Orgânica Marinha.

6 MIGRAÇÃO DO PETRÓLEO

6.1 Tipos de Migração

• Primárias (dentro da rocha geradora).
• Secundária (logo que entra na rocha reservatória).
• Remigração (quando uma armadilha é aberta e o petróleo migra para a superfície).



6.1.1 Migração Primária do Hidrocarboneto

Migração Primária ocorre na rocha geradora durante a catagénese, após a formação do querogênio na diagénese. Com o aumento progressivo da temperatura, o querogénio sofre craqueamento térmico, originando petróleo e gás. A geração desses hidrocarbonetos provoca aumento de volume e pressão interna, levando à formação de microfissuras que permitem a expulsão do hidrocarboneto para fora da rocha geradora.

6.1.2 Migração Secundária do Hidrocarboneto

A migração secundária é o processo de deslocamento dos hidrocarbonetos após sua expulsão da rocha geradora (migração primária). Uma vez fora da rocha geradora, o petróleo e o gás passam a mover-se através de rochas porosas e permeáveis, como arenitos, calcários fraturados ou outras unidades sedimentares com boa conectividade de poros.

Durante a migração secundária, os hidrocarbonetos podem deslocar-se ao longo de rochas carreadoras (carrier beds), que funcionam como vias de transporte, Dentro de rochas reservatórias, que além de transportar, podem

armazenar os fluidos, através de falhas, fraturas e superfícies de discordância, que podem atuar como condutas estruturais.

O processo continua até que os hidrocarbonetos encontrem uma armadilha geológica, associada a uma rocha selante impermeável, onde ficam retidos e acumulados, formando um reservatório economicamente explorável.

Esse deslocamento ocorre principalmente devido a três fatores fundamentais:

- Gradiente de pressão – os fluidos movem-se de zonas de maior pressão para zonas de menor pressão.
- Flutuabilidade (força de empuxo) – como os hidrocarbonetos são menos densos que a água de formação, tendem a migrar verticalmente para níveis mais elevados da bacia.
- Capilaridade – controla a entrada e retenção dos hidrocarbonetos nos poros das rochas.

6.1.2.1 Migração a Longa Distância

A migração a longa distância (ou long-distance migration) é um conceito dentro da migração secundária, que descreve o movimento dos hidrocarbonetos por distâncias geológicas significativas até que encontrem uma armadilha adequada. Ou seja, não se limita a poucos metros ou dezenas de metros dentro de uma camada; pode percorrer quilómetros dentro do sistema petrolífero.

6.1.2.2 Migração a Curta Distância

A migração a curta distância ocorre logo após a geração dos hidrocarbonetos, dentro ou nas proximidades da rocha geradora, percorrendo apenas pequenas distâncias, geralmente alguns metros a dezenas de metros. De forma mais concisa,a migração a curta distância é um tipo de migração Secundária que ocorre quando a distância entre a rocha geradora e a acumulação é curta. Um exemplo prático são os reservatórios observados em muitas zonas do Oriente médio.

6.1.3 Remigração do Hidrocarboneto

Remigração é um tipo de migração secundária tardia que ocorre quando uma acumulação previamente formada é perturbada por eventos tectónicos, como reativação de falhas ou falha do selo, permitindo que os hidrocarbonetos escapem e migrem novamente, podendo ser retrapeados em uma nova armadilha ou redistribuídos no sistema petrolífero.

7 ROCHA RESERVATÓRIO

Denomina-se de reservatório à rocha com porosidade e permeabilidade adequadas à acumulação de petróleo. A maior parte das reservas conhecidas encontra-se em arenitos e rochas carbonáticas, embora acumulações de petróleo também ocorrem em folhelhos, conglomerados ou mesmo em rochas ígneas e metamórficas.

7.1 Porosidade e permeabilidade

A porosidade, representada pela letra grega φ, é definida como a porcentagem (em volume) de vazios de uma rocha,ou seja, ela mede a capacidade de armazenamento de fluidos e relaciona o volume de vazios de uma rocha e o volume total da rocha.

Na maioria dos reservatórios a porosidade varia de 10 à 20%. A porosidade absoluta corresponde ao volume total de vazios, enquanto a porosidade efetiva se refere apenas aos poros conectados entre si.

Porosidade absoluta= Volume de Vazios/ Volume total da Rocha

Porosidade Efectiva= Volume de Vazios interconectados/ Volume total da rocha

Os reservatórios normalmente apresentam variações horizontais e verticais de porosidade. A quantidade, tamanho, geometria e grau de conectividade dos poros controlam diretamente a produtividade do reservatório.

7.1.1 Métodos de Obtenção da Porosidade

- Medida diretamente, em amostras de testemunho.
- Medida Indiretamente, através de perfis elétricos (perfis de diagrafia).

A porosidade de uma rocha pode ser classificada como insignificante (0-5%), pobre (5-10%), regular (10-15%), boa (15-20%), ou muito boa (>20%).

7.1.2 Tipos de Porosidade

Porosidade primária (ou deposicional): É formada durante a deposição dos sedimentos, podendo ser inter ou intragranular. Este tipo de porosidade tende a diminuir como o soterramento, pelo efeito da compactação mecânica e da diagênese.

Porosidade secundária: A porosidade secundária forma-se após a deposição, geralmente como resultado da dissolução de minerais.

A porosidade primária é mais comum em arenitos, enquanto a secundária ocorre com mais freqüência nas rochas carbonáticas. As fraturas podem aumentar consideravelmente o volume de vazios das rochas. Em reservatórios areníticos e carbonáticos as fraturas podem contribuir para o aumento da conectividade dos

poros, enquanto nos folhelhos, rochas ígneas e metamórficas as mesmas respondem por quase toda porosidade.

7.2 Permeabilidade

A permeabilidade, representada geralmente pela letra K, é a capacidade da rocha de transmitir fluido, sendo expressa em Darcys (D) ou milidarcys (md). Uma rocha tem 1D de permeabilidade quando transmite um fluido de 1cP (centipoise) de viscosidade com uma vazão de 1cm3/s, através de uma seção de 1cm2 e sob um gradiente de pressão de 1atm/cm.

Controlada principalmente pela quantidade, geometria e grau de conectividade dos poros, a permeabilidade de uma rocha é medida diretamente, em amostras de testemunho, e pode se classificada como baixa (<1md), regular (1-10md), boa (10-100md), muito boa (100-1000md) e excelente (>1000md). A maior parte dos reservatórios possui permeabilidades de 5 à 500md.

A permeabilidade raramente é a mesma em todas as direções numa rocha sedimentar, sendo geralmente maior na horizontal do que na vertical. Uma vez que é inversamente proporcional à viscosidade do fluido, a permeabilidade de um reservatório para o gás é muito maior do que para o óleo. Assim, enquanto um reservatório pode produzir gás com apenas alguns milidarcys, para a produção de óleo são necessários pelo menos dezenas de milidarcys.

Quando mais de um fluido divide o espaço poroso (como é o caso dos reservatórios com água, óleo e/ou gás), cada fluido apresenta uma permeabilidade relativa, que varia em função da sua saturação. Ou seja, a permeabilidade é máxima (permeabilidade absoluta, Ka) quando um fluido ocupa 100% dos poros, e decresce (permeabilidade relativa, Kr) à medida que este fluido divide o espaço poroso com outro fluido. Ë necessária uma saturação mínima para que um fluido consiga fluir. No caso do óleo, uma saturação mínima em torno de 20% é necessária para que o mesmo possa fluir (Kr>0).

7.3 Abundância Dos Tipos De Rochas Reservatórias

Nas bacias sedimentares, os Arenitos compõem cerca de 50-60% das rochas reservatórias, os Carbonatos cerca de 30-40% e Outros tipos de Rocha cerca de 5-10%.

Já os Hidrocarbonetos por tipo de Rocha (no mundo), os Arenitos compõem cerca de 50-70% dos Hidrocarbonetos nas Rochas Reservatórias, os Carbonatos cerca de 20-40% e Outras rochas cerca de 5-10%.

7.4 Tipos de Reservatórios

Existem vários tipos de reservatórios de hidrocarbonetos, incluindo:
Reservatórios convencionais, em que o Hidrocarboneto pode ser extraído por processos primários ou secundários, são reservatórios porosos e permeáveis.

- Arenitos (porosos e permeáveis).
- Carbonatos (porosos e permeáveis).

Reservatórios não convencionais, que possuem uma Característica Petrofisica que impossibilitam o Hidrocarboneto de ser extraído por processos simples, ou seja, necessitam de tecnologias mais avançadas para a sua extração.

Tipos de Reservatórios Não Convencionais:

- Folhelhos (shales) - rochas geradoras e reservatórios.
- Arenitos compactos (tight sands).
- Carbonatos compactos (tight carbonates).
- Gás de carvão (coalbed methane).
- Hidratos de gás (gas hydrates).
- Reservatórios de petróleo pesado.
- Petróleo pesado (heavy oil).
- Areias betuminosas (tar sands).
- Reservatórios de gás não convencional (shale gas, tight gas, etc.)

8 ROCHA SELANTE- CAP ROCK

Rocha selante é qualquer formação não permeável ou pouco permeável que pode reter petróleo, gás ou água, impedindo-o de migrar para a superfície. Os caprocks típicos são xistos compactados, evaporitos e arenitos e rochas carbonatadas firmemente cimentados.

De uma forma mais simples, podemos dizer que As rochas selantes ou capeadoras são as responsáveis pela retenção do petróleo nas armadilhas. Devem apresentar uma baixa permeabilidade associada a uma elevada pressão capilar, de modo a impedir a migração vertical do petróleo. Os evaporitos (especialmente a halite) são os capeadores mais eficientes, embora os folhelhos sejam os mais comuns nas acumulações de petróleo.

Os xistos podem nos casos em que a pressão capilar não é suficientemente elevada, actuar como capeadores selectivos, impedindo a passagem do óleo e permitindo a perda de gás da armadilha.

De salientar que a capacidade selante de uma rocha é dinâmica. Um folhelho capeador pode, com o aumento da compactação e de alguma atividade tectónica, partir-se e perder a sua capacidade selante.

Para que seja possível a formação de uma jazida petrolífera, é fundamental que a formação da trapa seja contemporânea ou anterior à geração e migração do petróleo.

Armadilha é uma formação rochosa subterrânea que bloqueia a movimentação do petróleo e faz com que este se acumule num reservatório que pode ser explorado.

8.1 Classificação de armadilhas

- Armadilhas estruturais.
- Armadilhas estratigráficas.
- Armadilhas de cúpula de sal.
- Armadilhas hidrodinâmicas.
- Armadilhas combinadas (armadilha estrutural + armadilha estratigráfica).

8.1.1 Armadilhas estruturais

Armadilhas estruturais são aquelas cuja geometria é o resultado de atividade tectónica, estando relacionadas com falhas, dobras ou diápiros. Anticlinais associados a falhas reversíveis ou normais específicas do tipo de armadilha estrutural mais comum.

a) Armadilha de dobragem: Uma armadilha de dobragem é formada por processos sin ou pós-deposicionais que deformam superfícies geológicas num arranjo curvo ou não planar. As classes propostas no regime de armadilhas de dobra são monoclinal, domo, nariz, anticlinal e sinclinal.

b) Armadilha de falha: As armadilhas de falha são formadas pelo movimento de rochas ao longo de uma linha de falha. Em alguns casos, a rocha reservatório moveu-se no sentido oposto a uma camada de rocha impermeável. A rocha impermeável impede, portanto, a fuga do petróleo. Noutros casos, a própria falha pode ser uma armadilha muito eficaz. As classes propostas no regime de armadilhas de falha são falhas normais e inversas.

c) Armadilha fraturada: Existem dois tipos:

• O petróleo fica retido na porosidade de fratura abaixo de uma discordância.
• O petróleo fica retido na porosidade de fratura adjacente ao plano de falha.

8.2 Armadilhas Estratigráficas

As Armadilhas estratigráficas são aquelas resultantes de variações litológicas, podendo ser de origem deposicional (ex: recifes, lentes de arenitos, etc) ou pós-deposicional (ex: truncamentos, barreiras diagenéticas, etc).

Podem ser reconhecidos dois grupos principais:

a) As armadilhas estratigráficas primárias: resultam de variações dos fácies que se desenvolveram durante a sedimentação. Existem quatro tipos principais:

- Adelgaçamento primário de estratos, por exemplo, estratos que desaparecem em direção à parte superior da estrutura em rochas menos permeáveis, como o folhelho.
- Canais fluviais de arenito isolados e rodeados por xisto impermeável.
- Canais submarinos e turbiditos de arenito em estratos ricos em folhelho.
- Recifes porosos rodeados por folhelho, etc.

b) As armadilhas estratigráficas secundárias: resultam de variações que se desenvolveram após a sedimentação, principalmente devido à diagénese. Muitas armadilhas estratigráficas secundárias são controladas por discordâncias, sendo, por isso, denominadas armadilhas de discordância.

Existem dois tipos de armadilhas de discordância:

• Petróleo aprisionado abaixo da discordância: Petróleo aprisionado abaixo da discordância em elevações paleotopográficas abaixo de folhelhos transgressivos.

• Petróleo aprisionado acima da discordância: Petróleo aprisionado acima da discordância em depressões paleotopográficas formadas por areias de canal porosas.

8.3 Domos de sal

Os domos de sal formam-se quando o sal é menos denso que a rocha sobrejacente e move-se lentamente para cima devido à sua flutuabilidade. Para que tal aconteça, deve existir uma sobrecarga mínima e a espessura dos depósitos de sal deve ser superior a ~100 m. O movimento ascendente do sal através dos estratos sedimentares e a deformação associada são designados por halocinéticos ou tectónica salina. Os movimentos podem continuar por várias centenas de milhões de anos.

As armadilhas podem formar-se (1) nos estratos que cobrem a cúpula de sal, (2) no topo das cúpulas de sal, (3) nos estratos que se curvam para cima contra a intrusão de sal, (4) devido à compressão estratigráfica dos estratos em redor do sal.

8.4 Armadilhas Hidrodinâmicas

Se o fluxo de águas intermédias numa bacia sedimentar for suficientemente forte, o contacto óleo-água pode desviar-se da horizontal devido à tensão de cisalhamento hidrodinâmica que é estabelecida. Em alguns casos, o petróleo pode acumular-se sem fecho, ou seja, as armadilhas hidrodinâmicas formam-se em zonas onde o fluxo descendente de água retém o petróleo sem qualquer tipo de fecho estrutural ou barreira estratigráfica.

8.5 Armadilhas Combinadas

As Armadilhas mistas são o resultado da combinação de duas de quaisquer situações acima referidas.

9 BACIA SEDIMENTAR

Uma bacia sedimentar é uma área baixa na crosta terrestre, de origem tectónica, onde se acumulam sedimentos. As rochas geradoras, reservatórios e selos encontram-se na bacia sedimentar.

A largura e o comprimento da bacia sedimentar não devem ser inferiores a 10 e 100 km, respetivamente.

Existem seis bacias sedimentares em Angola. As principais bacias costeiras são a Bacia do Baixo Congo, a Bacia do Kwanza, a Bacia do Namibe e a Bacia de Benguela. No interior, destacam-se a Bacia de Kassanje e a Bacia de Etosha-Okavango.

9.1 Métodos de formação

É comum categorizar as bacias sedimentares de acordo com o método de formação percebido, criando grupos como:

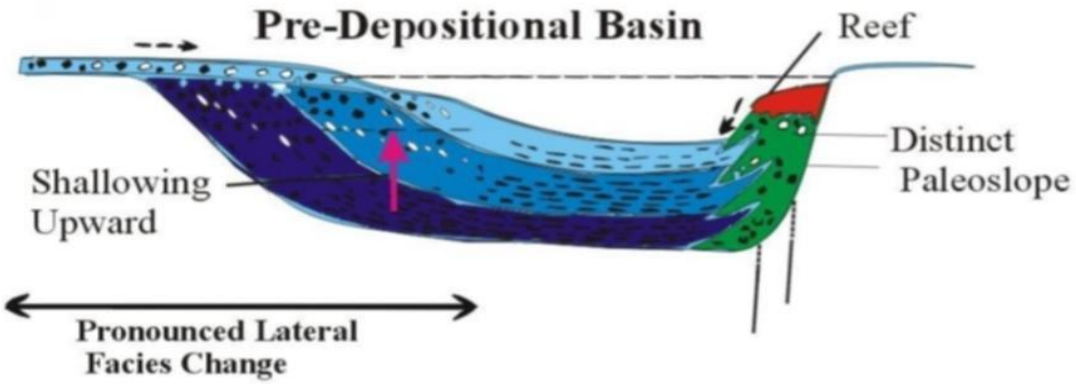
- Bacias de antepaís (provocadas por flexão litosférica).
- Bacias de retroarco (provocadas por estiramento litosférico).
- Bacias de separação (provocadas pela deformação da litosfera).

Os mecanismos de formação das bacias sedimentares são numerosos e muitas vezes fundamentalmente ligado aos conceitos de tectónica de placas

9.2 Tipos de bacias sedimentares

Existem três tipos, a saber, as bacias pré, sin e pós-deposicionais.

1) Bacias pré-deposicionais: Movimentos tectónicos rápidos antecedem a acumulação significativa de sedimentos e criam uma bacia morfológica. A profundidade da água na bacia diminui com o tempo.

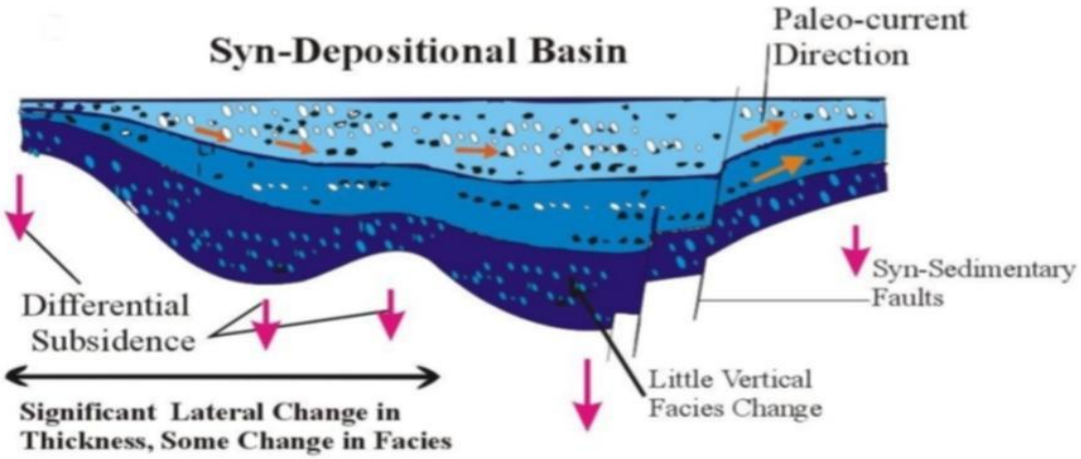


2) Bacias sin-deposicionais: A acumulação de sedimentos é afetada pelos movimentos tectónicos sindeposicionais. A espessura dos sedimentos aumenta em direção ao centro da bacia. De uma forma mais simples, numa bacia sin-deposicional, os movimentos tectónicos ocorrem ao mesmo tempo que os sedimentos estão a ser depositados, ou seja:

• A tectónica já está ativa enquanto os sedimentos se acumulam.

• O fundo da bacia vai afundando gradualmente.

• Por este motivo, há mais espaço para acumular sedimentos no centro, o que resulta numa maior espessura dos sedimentos para o centro da bacia.



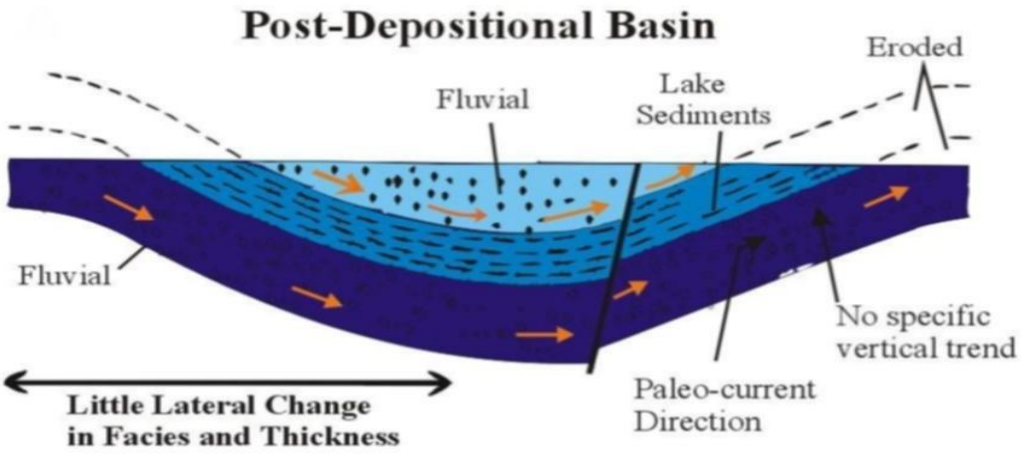
3) Bacias pós-deposicionais: A deposição de sedimentos antecede em grande parte os movimentos tectónicos formando uma estrutura de bacia. Assim, existe pouca ou nenhuma relação entre o transporte, distribuição e fácies destes sedimentos e a estrutura da bacia posteriormente evoluída, ou seja:

• Primeiro, os sedimentos foram transportados e depositados.

• Depois, realizaram movimentos tectónicos que deformaram a região e formaram a bacia.

Por este motivo, a forma final da bacia não controlou onde e como os sedimentos se depositaram.

Em termos ainda mais simples, Os sedimentos não “sabiam” que ali iriam existir uma bacia, porque ela só se formou depois.



9.3 Diferença entre Bacias sin e pós-deposicionais

A Diferença entre bacias sin e pós-deposicionais

Bacia Pós-Deposicional

• Os sedimentos continentais, parálicos e marinhos profundos aparecem distribuídos sem seguir a forma da bacia.

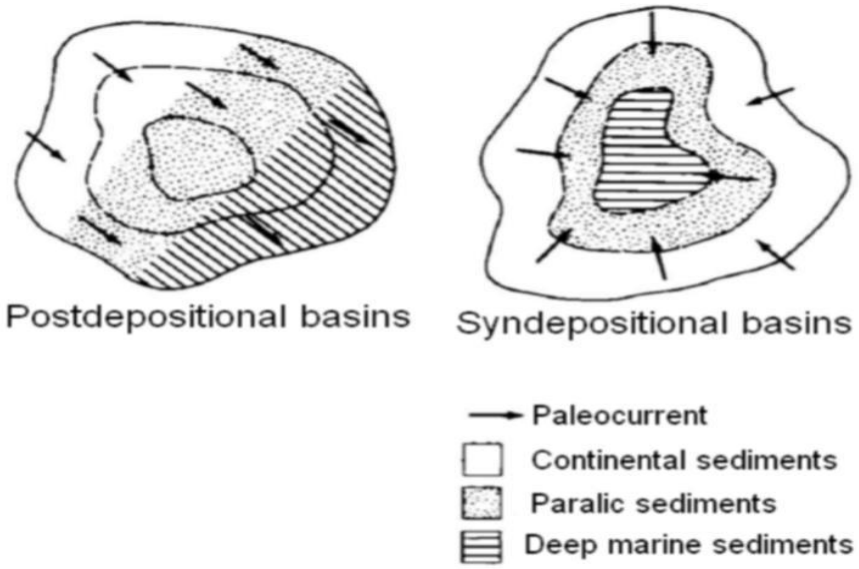
• As paleocorrentes apontam direcionais de transporte independentemente da estrutura atual da Bacia, mostrando que uma bacia se formou depois da deposição, ou seja, a tectónica não influenciou a distribuição dos sedimentos.

Bacia Sin-Deposicional

• Os sedimentos organizam-se de forma concêntrica: continentais nas bordas, parálicos no meio e marinhos profundos no centro.

• As setas (paleocorrentes) apontam para o centro da bacia, mostrando que os sedimentos se acumularam onde o fundo afundava, mostrando que a influência tectónica directamente a deposição, controlando a espessura e distribuição das fácies.

A principal diferença entre as bacias sin e pós-deposicionais são mostradas na figura seguinte.



A figura mostra que:
Pós-deposicional → A tectônica não controlou a sedimentação.
Sin-deposicional → A tectônica controlou diretamente onde e como os sedimentos foram depositados.

9.4 Classificação Geomorfológica das Bacias sedimentares

Geomorfolicamente, as bacias sedimentares podem ser subdivididas em bacias, enseadas e calhas.

1) As bacias têm a forma de pires e planta subcircular. Tem a forma de uma taça ou prato (em forma de pires) e geralmente quase circular quando visto de cima.

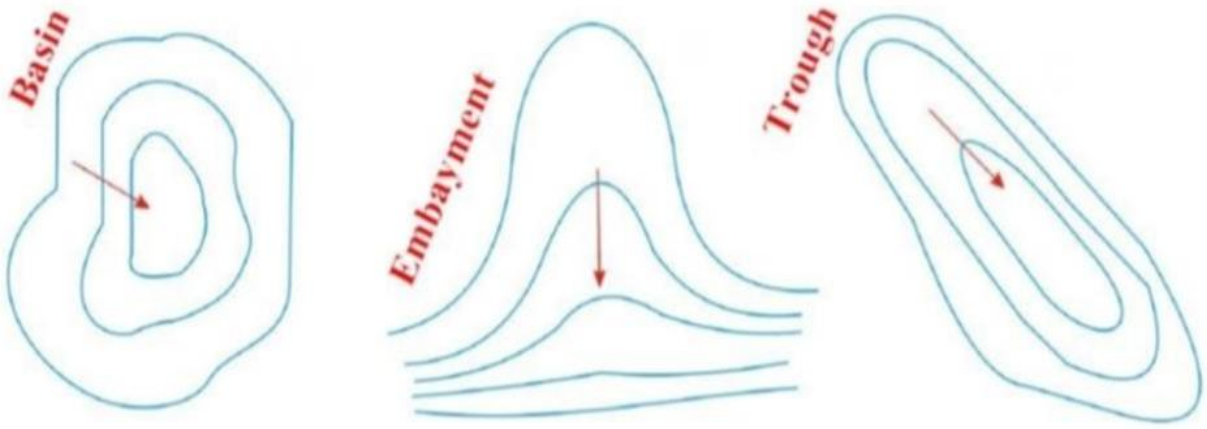
Ex.: uma depressão redonda onde os sedimentos se acumulam no centro

2) As enseadas são áreas que não estão completamente fechadas estruturalmente, mas que se abrem para uma área mais profunda.

Ex: uma bacia que se liga a uma área maior ou mais profunda.

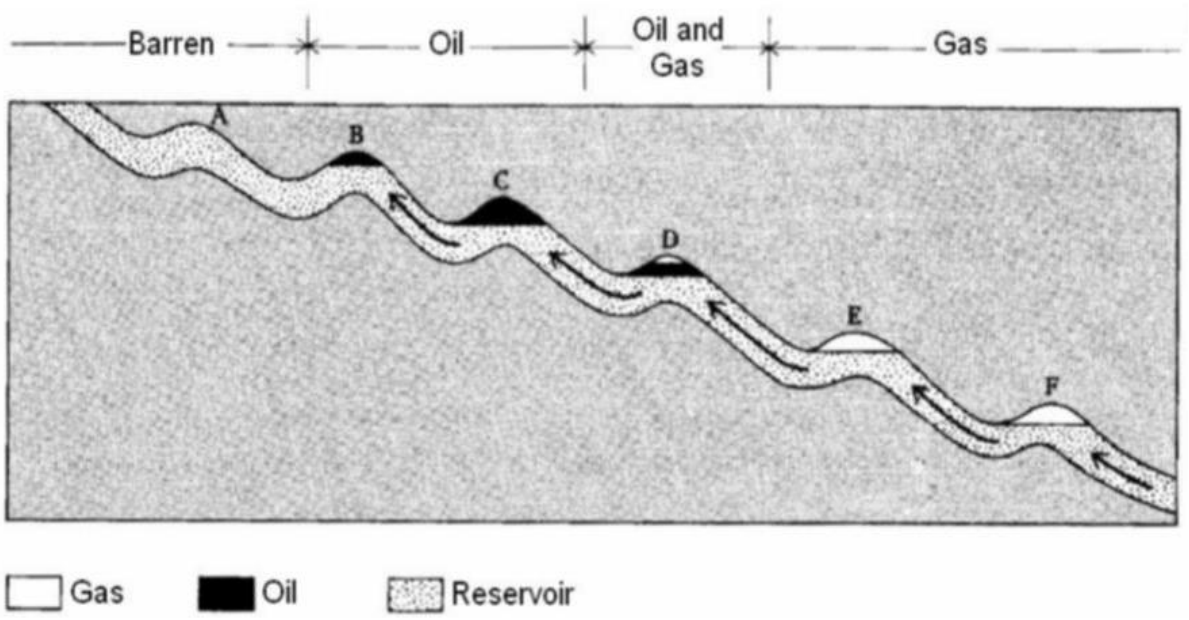
3) As calhas são bacias lineares.

Ex: um vale alongado onde os sedimentos se acumulam seguindo a linha do sulco**.**



9.5 Distribuição de Hidrocarbonetos dentro da Bacia (Princípio de Gussow)

Essa imagem ilustra o Princípio de Gussow (também conhecido como Teoria do Transbordamento Diferencial), que é fundamental na geologia do petróleo para explicar como o óleo e o gás se distribuem em uma série de armadilhas interconectadas.

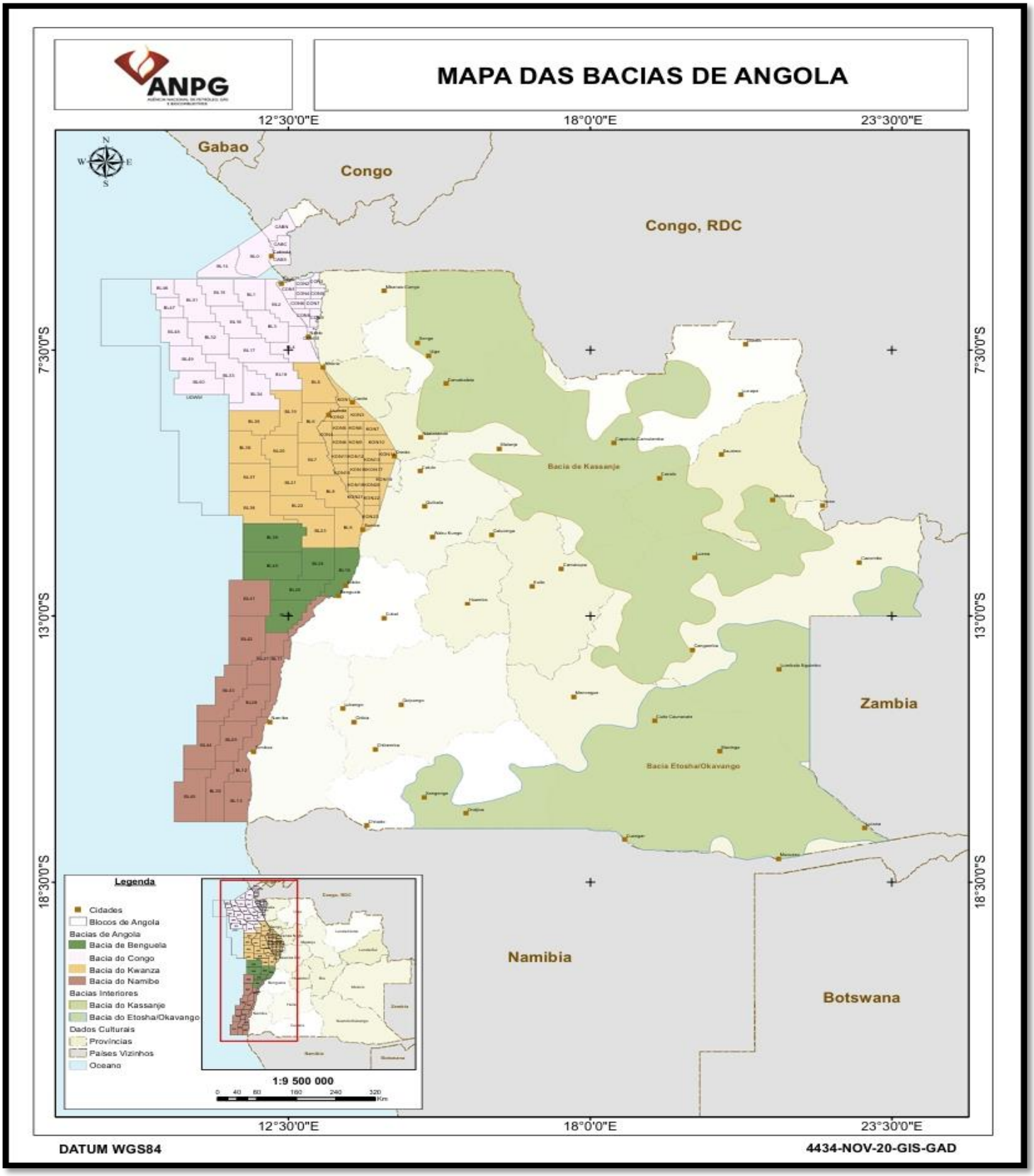


Em resumo, a parte inferior da imagem tenta explicar a segregação e a migração secundária de hidrocarbonetos ao longo de uma bacia. Aqui estão os pontos principais:

O Mecanismo de Transbordamento (*Spill*), O princípio assume que:

- Os hidrocarbonetos migram de áreas mais profundas da bacia para áreas mais rasas. Como o gás é menos denso que o óleo, ele sempre ocupa o topo da armadilha primeiro.
- Quando uma armadilha fica cheia de gás, o óleo é "empurrado" para baixo até atingir o ponto de transbordamento (*spill point*).
- Uma vez atingido esse ponto, o óleo transborda para a próxima armadilha estrutural mais alta.

MAPA DAS PRINCIPAIS BACIAS SEDIMENTARES DE ANGOLA



REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

TISSOT, B.P. & WELTE, D.H. (1978). Petroleum Formation and Occurrence.

MAGOON, L.B. & DOW, W.G. (1994). The Petroleum System.

SELLEY, R.C. (1998). Elements of Petroleum Geology.

TRIGGIA, A.A & CORREIA,C.A. (2001). Fundamentos de Engenharia de Petróleo.

DR. SHALTAMI, OSAMA. Petroleum Geology.

PETROLEUM GEOSCIENCE TECHNOLOGY, PGT. (2010). Geologia do Petróleo.